

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
592/2017/R/EEL**

**MERCATO ITALIANO DELLA CAPACITÀ
ULTIMI PARAMETRI TECNICO-ECONOMICI**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica
3 agosto 2017*

Premessa

Il presente documento per la consultazione è volto a illustrare gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (di seguito: Autorità), in merito ai parametri tecnico-economici del mercato della capacità italiano, con particolare riferimento al prezzo di esercizio e ai parametri economici della curva di domanda di capacità.

Il documento rappresenta altresì l'occasione per:

- approfondire il tema della relazione tra standard di adeguatezza e valore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza, in modo tale, tra l'altro, da agevolare la determinazione del valore obiettivo dello standard di adeguatezza da parte dei soggetti istituzionali competenti;*
- esprimere alcune considerazioni in merito alla partecipazione attiva della domanda al mercato della capacità;*
- fornire alcuni chiarimenti in merito all'articolazione dei prezzi di riferimento, alla luce degli esiti della consultazione precedente (713/2016/R/eel).*

Il presente documento viene emanato per offrire l'opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte in merito agli argomenti trattati.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti **entro e non oltre il giorno 15 settembre 2017.***

Al fine di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione si chiede di inviare, ove possibile, tali documenti in formato elettronico.

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale
Unità mercati elettrici all'ingrosso
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.284/290 fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
2. CRITERI PER LA DEFINIZIONE DEL PREZZO DI ESERCIZIO E CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA DOMANDA CHE PARTECIPA ATTIVAMENTE AL MERCATO DELLA CAPACITÀ (<i>DEMAND SIDE RESPONSE - DSR</i>).....	5
Esiti della consultazione 713/2016/R/eel in tema di prezzo di esercizio	5
Domanda che partecipa attivamente al mercato della capacità, settlement e prezzo di esercizio.....	6
Determinanti del prezzo di esercizio rappresentativo del costo variabile di produzione	9
3. PARAMETRI TECNICO-ECONOMICI DELLE CURVE DI DOMANDA DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ	12
Criteri per la determinazione delle curve di domanda.....	12
CONE	14
Valore dei premi associati ai diversi punti della curva di domanda.....	16
LOLE obiettivo e relazione con gli altri parametri.....	17
4. STRUMENTI PER LA GESTIONE DEL RISCHIO DI ESERCIZIO DEL POTERE DI MERCATO IN FASE DI AVVIO DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ	18
5. GRADUALITÀ NELL'IMPLEMENTAZIONE DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ CON RIFERIMENTO AL PREZZO DI ESERCIZIO E AGLI ALTRI PARAMETRI DA ESSO DIPENDENTI.....	21
6. CHIARIMENTI IN MERITO ALLE MODIFICHE ALL'ARTICOLAZIONE DEI PREZZI DI RIFERIMENTO ILLUSTRATA NEL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 713/2016/R/EEL.....	22

1. Introduzione

- 1.1 A seguito di uno specifico atto di indirizzo del Ministro dello Sviluppo Economico, datato 27 ottobre 2016, è stato avviato un processo di modifica e integrazione della disciplina del mercato della capacità finalizzato, da un lato, ad assicurarne la compatibilità rispetto alle Linee guida in materia di aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 adottate dalla Commissione Europea e, dall'altro lato, a dar seguito alla proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del mercato della capacità mediante la definizione di una fase di prima attuazione del meccanismo (*cfr.* deliberazione 95/2015/R/eel).
- 1.2 Il sopra citato processo si è articolato come di seguito descritto.
- Nel mese di novembre 2016, Terna ha consultato una proposta di disciplina riguardante la fase di prima attuazione del mercato della capacità e una proposta di modifica - rispetto alla versione già approvata con decreto ministeriale 30 giugno 2014 - della disciplina relativa alla fase di piena attuazione del medesimo mercato. Per semplicità, nel seguito del presente documento con il termine "Disciplina" si farà riferimento sia alla disciplina di prima che di piena attuazione. Le citate consultazioni, che si sono concluse rispettivamente il giorno 26 e il giorno 28 novembre 2016, hanno trattato, tra le altre cose, le modalità per la partecipazione attiva al mercato della capacità della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
 - Nel mese di dicembre 2016, l'Autorità, con il documento per la consultazione 713/2016/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti rispetto a specifici aspetti del mercato della capacità, quali il premio massimo, l'articolazione dei prezzi di riferimento e le modalità di definizione del corrispettivo a copertura degli oneri relativi al mercato della capacità. La citata consultazione è stata completata il giorno 3 gennaio 2017.
- 1.3 Successivamente, nel mese di gennaio 2017, Terna ha consultato una modifica dei criteri per la definizione delle curve di domanda di capacità. La citata consultazione si è conclusa il giorno 9 febbraio 2017.
- 1.4 Nell'ambito delle sopraccitate consultazioni, le osservazioni degli operatori si sono focalizzate, tra l'altro, sulla metodologia utilizzata ai fini della determinazione del prezzo di esercizio del contratto di opzione negoziato nel mercato della capacità, suggerendo, in particolare, alcune modifiche volte a ridurre i rischi sostenuti dai partecipanti a detto mercato.
- 1.5 Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito ai seguenti parametri tecnico-economici:
- a) il prezzo di esercizio;
 - b) i parametri economici della nuova tipologia di curva di domanda proposta da Terna, con particolare riferimento, per quanto di competenza dell'Autorità, ai valori da attribuire ai premi in corrispondenza dei diversi punti della curva.

- 1.6 Il seguito del documento è strutturato come segue. Nella sezione 2, si illustrano gli orientamenti dell’Autorità in merito ai criteri per la definizione del prezzo di esercizio, tenendo conto degli esiti della consultazione 713/2016/R/eel. L’approfondimento sul tema del prezzo di esercizio costituisce altresì l’occasione per esprimere alcune considerazioni e formulare proposte in relazione alla partecipazione attiva della domanda al mercato della capacità.
- Nella sezione 3, si descrivono gli orientamenti dell’Autorità in relazione ai parametri tecnico-economici della curva di domanda, nell’ipotesi in cui si adotti la metodologia consultata da Terna nel mese di gennaio 2017.
- Nella sezione 4, si delineano gli orientamenti dell’Autorità per quanto attiene alle modalità per la gestione del rischio di esercizio del potere di mercato in fase di avvio del mercato della capacità.
- Nella sezione 5, è delineata una modalità di implementazione graduale del mercato della capacità rispetto al prezzo di esercizio e agli altri parametri da esso dipendenti.
- Nella sezione 6, anche alla luce delle osservazioni degli operatori al documento per la consultazione 713/2016/R/eel, si forniscono alcuni chiarimenti in merito all’articolazione dei prezzi di riferimento consultata nel citato documento.

2. Criteri per la definizione del prezzo di esercizio e considerazioni in merito alla domanda che partecipa attivamente al mercato della capacità (*Demand Side Response - DSR*)

- 2.1 La deliberazione 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, (di seguito: deliberazione 98/11) prevede che il prezzo di esercizio del contratto di opzione negoziato nel mercato della capacità sia definito da Terna a un valore pari al costo variabile standard orario della tecnologia di generazione di energia elettrica, fra quelle che sarebbero incluse nel parco ottimo, cui corrisponde il più basso costo fisso standard annuo per MW (di seguito: tecnologia di punta).
- 2.2 Ai sensi della deliberazione 98/11, Terna ha, pertanto, elaborato uno studio, nell’ambito del quale, la tecnologia di punta è stata individuata nel turbogas a ciclo aperto. Per quanto concerne il combustibile, il medesimo studio ha evidenziato differenze minime tra i costi fissi di costruzione degli impianti alimentati a gas naturale e di quelli alimentati a gasolio.

Esiti della consultazione 713/2016/R/eel in tema di prezzo di esercizio

- 2.3 Le osservazioni formulate dagli operatori nell’ambito della consultazione 713/2016/R/eel si sono focalizzate, tra le altre cose, sulla metodologia utilizzata per la definizione del prezzo di esercizio. Le principali osservazioni sono di seguito riassunte.
- a) Alcuni operatori ritengono che, per consentire la partecipazione attiva della domanda al mercato della capacità, il prezzo di esercizio dovrebbe essere fissato in modo da riflettere il valore della rinuncia al consumo.
 - b) Alcuni operatori ritengono che, dato che la Sardegna non è servita dalla rete nazionale di trasporto del gas naturale, il prezzo di esercizio debba essere

definito, almeno con riferimento alla Sardegna, sulla base delle quotazioni del gasolio.

- c) Alcuni operatori ritengono che, nel caso di individuazione della tecnologia di punta nel turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale, la metodologia di cui all'Allegato 5 della Disciplina dovrebbe tenere conto, tra i costi variabili rilevanti, anche di ulteriori elementi di costo, tra cui:
- i) il costo per la prenotazione della capacità giornaliera in riconsegna;
 - ii) in relazione al costo dei prelievi di energia elettrica nel mercato elettrico (tipicamente per i servizi ausiliari), una componente a copertura della parte variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta;
 - iii) una componente a copertura della quota parte del costo della manutenzione variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta;
 - iv) una componente a copertura degli eventuali maggiori rischi e oneri connessi, tra le altre cose, alla remunerazione delle manovre di accensione (maggiori oneri di combustibile e di sbilanciamento connessi alla manovra di avviamento).
- d) Diversi operatori richiedono, infine, di poter conoscere, per tempo, i valori delle variabili determinanti del prezzo di esercizio (e.g. il rendimento e lo standard di emissione). Ciò consentirebbe loro, tra le altre cose, di fornire le proprie osservazioni in merito ad altri parametri del meccanismo il cui valore è legato a quello del prezzo di esercizio.

Domanda che partecipa attivamente al mercato della capacità, settlement e prezzo di esercizio

- 2.4 Con riferimento alle osservazioni di cui alla lettera a) del punto 2.3, si ritiene che la domanda che intende partecipare attivamente al mercato della capacità (di seguito: *DSR*) non risulti penalizzata dal livello a cui è fissato il prezzo di esercizio.
- 2.5 A differenza della produzione, la *DSR* partecipa al mercato della capacità sia lato offerta che lato domanda (per la propria quota parte della stima della domanda aggregata attesa). In tal senso, la partecipazione attiva al mercato della capacità della *DSR* consente a tale risorsa – se la relativa offerta è accettata nel mercato della capacità - di provvedere autonomamente alla propria esigenza di adeguatezza.
- 2.6 Le tecnologie di *DSR* che assumono impegni di capacità:
- a) da un lato, come parte dell'offerta di capacità, ricevono il premio del mercato della capacità (cd. corrispettivo fisso) e si impegnano a restituire l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio (cd. corrispettivo variabile);
 - b) dall'altro lato, come parte della domanda di capacità, sono tenute a pagare il corrispettivo a copertura degli oneri netti derivanti dal mercato della capacità, che è pari alla differenza tra il corrispettivo fisso e quello variabile.

- 2.7 Dalla descrizione del duplice ruolo della *DSR* – come fornitore di capacità e come consumatore della stessa – emerge che la *DSR* non può fornire capacità a terzi ed è, al massimo, in grado di fornire capacità a se stessa.
- 2.8 In altri termini, la *DSR* che è impegnata nel mercato della capacità, vale a dire che, in relazione alla propria capacità, ha offerto sul mercato della capacità un premio non superiore al premio espresso dal medesimo mercato (di seguito: *DSR* impegnata), è una domanda di capacità che implicitamente chiede:
- a) che Terna non approvvigioni capacità di produzione per la sua adeguatezza, in quanto è in grado di provvedere autonomamente;
 - b) conseguentemente, di non essere inclusa nel novero dei soggetti che sostengono l'onere netto del mercato della capacità.
- 2.9 Le sopra descritte istanze implicite della *DSR* impegnata implicano che i flussi finanziari dal/al sistema del mercato della capacità alla/dalla citata *DSR* debbano essere tali da neutralizzare la posizione di quest'ultima all'interno del sistema del mercato della capacità. Nell'ambito del *settlement* del mercato della capacità, quindi, i flussi netti dalla *DSR* impegnata verso Terna, che derivano dal ruolo di consumatore di capacità ricoperto dalla citata *DSR*, devono essere compensati dai flussi netti da Terna verso la *DSR* impegnata, che derivano dal ruolo di fornitore di capacità ricoperto dalla citata *DSR*. Se non si verificasse la menzionata compensazione, la *DSR* impegnata otterrebbe un sussidio nel caso in cui i flussi netti complessivi fossero positivi o subirebbe una perdita netta nel caso opposto.
- 2.10 La citata compensazione, tra i flussi dal sistema del mercato della capacità alla *DSR* impegnata e i flussi di segno opposto, è, in linea di principio, conseguita in virtù di quanto esplicitato al punto 2.6. Al fine di semplificare la gestione del *settlement* nel sistema del mercato della capacità in relazione alla *DSR* impegnata e, nel contempo, assicurare la perfetta neutralizzazione della posizione della *DSR* impegnata rispetto al sistema del mercato della capacità, escludendo qualsiasi rischio che il mercato della capacità possa determinare un sussidio o una perdita netta alla *DSR* impegnata, si potrebbe prevedere che quest'ultima:
- a) non paghi il premio come consumatore di capacità e non lo riceva come fornitore di capacità;
 - b) non paghi il corrispettivo variabile come fornitore di capacità e non lo riceva come consumatore di capacità;
 - c) rispetti il requisito della distaccabilità selettiva, vale a dire, nel caso in cui la capacità di produzione sia insufficiente a soddisfare la domanda con il necessario margine di riserva, la *DSR* impegnata possa essere distaccata selettivamente da Terna prima di procedere all'eventuale distacco di carico rotativo dell'utenza diffusa. Qualora la *DSR* impegnata fosse superiore alla quantità necessaria per consentire alla curva di offerta di incrociare la curva di domanda nel mercato a pronti, la selezione della *DSR* impegnata da distaccare avverrebbe secondo l'ordine di merito economico delle offerte presentate nel mercato a pronti.
- 2.11 Le considerazioni sopra riportate in merito alla posizione della *DSR* impegnata rispetto al mercato della capacità evidenziano come:

- a) il mercato della capacità rimanga intrinsecamente uno strumento per l'approvvigionamento di capacità di produzione per la domanda, con un anticipo sufficiente a consentire la realizzazione di nuova capacità di produzione laddove quella esistente non fosse sufficiente;
- b) nel caso in cui una parte della domanda sia *DSR* impegnata, vale a dire una parte della domanda non fruiscia del servizio di copertura offerto dal mercato della capacità (partecipando attivamente al medesimo mercato ed essendo selezionata), il sistema del mercato della capacità sia volto ad approvvigionare capacità di produzione soltanto per la domanda di capacità diversa dalla *DSR* impegnata;
- c) per quanto espresso alla precedente lettera a), il prezzo di esercizio rimanga un parametro rappresentativo del costo variabile di *produzione* e non del costo marginale della *DSR*, vale a dire della domanda che non intende fruire del servizio fornito nel mercato della capacità.

2.12 Inoltre, è ragionevole attendersi che una parte della *DSR* preferisca decidere a ridosso del periodo di consegna se impegnarsi a provvedere autonomamente all'adeguatezza di cui necessita. In questo caso, però, qualora optasse per approvvigionarsi di adeguatezza dai produttori (in luogo di provvedere autonomamente), probabilmente sarebbe troppo tardi per realizzare la capacità di produzione di cui avrebbe bisogno. Per contemperare l'esigenza di anticipo, espressa dai produttori, con la preferenza di ritardare il momento della scelta, espressa dalla *DSR*, si potrebbe immaginare di prevedere che, nella fase di piena attuazione, una parte del fabbisogno di capacità non sia soddisfatta nelle aste madri e sia riservata alle aste di aggiustamento che si svolgono l'anno prima dell'anno di consegna. Questa porzione di fabbisogno sarebbe determinata come pari alla stima della domanda che Terna ritiene sia disponibile con elevata probabilità a partecipare attivamente alle medesime aste di aggiustamento, o in ogni caso disponibile ad offrire servizi di flessibilità al sistema, e la partecipazione a dette aste sarebbe comunque aperta sia alla capacità di prelievo, sia alla capacità di produzione. In questo modo, il mercato della capacità sarebbe definito in modo da lasciare spazio alla domanda che riesce a esprimere la propria flessibilità su orizzonti temporali ridotti.

2.13 La riserva di una parte del fabbisogno di capacità alle aste di aggiustamento che si svolgono l'anno prima dell'anno di consegna potrebbe, tuttavia, esporre al rischio che dette aste risultino contraddistinte da una ridotta pressione competitiva della capacità di produzione, soprattutto di nuova realizzazione, a causa del limitato periodo di pianificazione. Nel contempo, dette aste potrebbero costituire una finestra di opportunità per la capacità di produzione esistente che è stata offerta, ma non è stata accettata nelle aste precedenti.

2.14 Infine, il mercato della capacità consente anche alla domanda diversa dalla *DSR* impegnata (di seguito: domanda non impegnata) di evitare di fruire del servizio di copertura offerto dal mercato della capacità nella misura in cui la domanda non impegnata può ridurre il proprio contributo alla copertura dell'onere netto del mercato della capacità mediante, ad esempio, una contrazione della propria quota di prelievi nei momenti di maggiore criticità per il sistema elettrico.

Q1. In merito alla *DSR* impegnata, si condividono le considerazioni sopra riportate? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q2. Si condivide l'orientamento secondo cui il prezzo di esercizio rimanga un parametro rappresentativo del costo variabile di *produzione* anche nel caso in cui sia prevista la partecipazione attiva della *DSR* al mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q3. Si ritiene che sia opportuno che una parte del fabbisogno di capacità non sia soddisfatta nelle aste madri e sia riservata alle aste di aggiustamento che si svolgono l'anno prima dell'anno di consegna? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Determinanti del prezzo di esercizio rappresentativo del costo variabile di produzione

- 2.15 Con riferimento alle osservazioni di cui alla lettera b) del punto 2.3, si ritiene che – come anticipato nel documento per la consultazione 713/2016/R/eel - gli impianti alimentati a gasolio non siano attualmente includibili nel parco ottimo di generazione elettrica, in quanto:
- da un lato, seppur caratterizzati da costi fissi di costruzione paragonabili a quelli relativi a impianti a gas naturale, sono contraddistinti da costi variabili significativamente più elevati;
 - dall'altro lato, i vincoli posti dalla normativa ambientale rendono le tecnologie alimentate a gasolio più rischiose e di difficile gestione per eventuali nuovi investitori.
- 2.16 Nel caso in cui emergesse la necessità di procedere con futuri investimenti in zone non ancora metanizzate (*e.g.* impianti alimentati a gasolio) sarebbe preferibile far ricorso a meccanismi alternativi rispetto al mercato della capacità (ad esempio, aste specifiche).¹ La possibilità di definire un prezzo di esercizio *ad hoc* per la Sardegna differente da quello previsto per le altre zone non sarebbe, peraltro, compatibile con l'esigenza di svolgere un'unica procedura concorsuale in cui vengono negoziati contemporaneamente prodotti omogenei con diverse aree di consegna tra loro interconnesse.
- 2.17 Per quanto attiene alle osservazioni di cui alle lettere c) e d) del punto 2.3, si ritiene opportuno esplicitare nel presente documento i valori dei parametri tecnici rilevanti per la determinazione del prezzo di esercizio, ponendo altresì in consultazione alcune modifiche e integrazioni alla metodologia per il calcolo del prezzo di esercizio esplicitata nella Disciplina.
- 2.18 Il prezzo di esercizio sarebbe pari al costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale (di seguito: costo variabile standard).

¹ Tali procedure sono state messe in atto, ad esempio, nella regione francese della Bretagna.

- 2.19 Il costo variabile standard includerebbe le seguenti componenti:
- a) una componente a copertura del costo per il gas naturale, comprensivo del costo della materia prima, della logistica internazionale, della logistica nazionale sino all'unità considerata e delle accise (di seguito: componente gas naturale);
 - b) una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme* (di seguito: componente emissioni);
 - c) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse (di seguito: componente smaltimento);
 - d) una componente a copertura degli oneri di dispacciamento (di seguito: componente dispacciamento);
 - e) una componente a copertura di altri oneri e rischi (di seguito: componente altri oneri e rischi).
- 2.20 Ai fini della valorizzazione della componente gas naturale, sarebbe applicata la metodologia di calcolo di cui ai commi 64.12, 64.14 e 64.15 della deliberazione 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111), adottando i seguenti valori delle variabili determinanti:
- a) consumo specifico standard di gas naturale pari a 340 Smc/MWh;
 - b) valorizzazione standard del gas naturale e costo standard della logistica internazionale e nazionale stabiliti in base ai criteri di cui al comma 64.14, lettera c), come eventualmente in seguito modificati e integrati;
 - c) integrazione del costo unitario del combustibile (I_{GN}) pari a 5 centesimi di euro/Smc, vale a dire al valore previsto per le unità di produzione turbogas a ciclo aperto con un fattore di carico non superiore a 500 ore/anno.
- 2.21 Per quanto attiene alla valorizzazione della componente emissioni, sarebbero applicati i commi 64.19 e 64.19.2 della deliberazione 111, adottando i seguenti valori delle variabili determinanti:
- a) standard di emissione pari a 0,7162 tCO₂/MWh;
 - b) il parametro P_{EUA} calcolato con riferimento al mese precedente a quello del periodo rilevante in questione, con i criteri che, prima del suddetto periodo, saranno definiti dall'Autorità per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall'applicazione dell'*Emission Trading Scheme* o, qualora detti criteri non siano definiti, con appositi criteri comunque stabiliti prima del periodo rilevante.
- 2.22 La componente smaltimento assumerebbe un valore standard pari a 0,6 centesimi di euro/MWh.
- 2.23 I valori del consumo specifico standard, dello standard di emissione e dello smaltimento standard sopra riportati rappresentano medie storiche di dati acquisiti nell'ambito del monitoraggio del mercato elettrico.
- 2.24 La componente dispacciamento sarebbe pari al maggior valore tra 3 euro/MWh e

il 2% della sommatoria delle componenti gas naturale, emissioni e smaltimento. Questa impostazione standard è basata su dati medi storici della componente sbilanciamento, calcolata ai sensi del comma 64.18 della deliberazione 111, considerando una selezione di unità turbogas a ciclo aperto alimentate esclusivamente a gas naturale contraddistinte da un basso fattore di carico e applicando, tra l'altro, i prezzi di sbilanciamento effettivi cui sono state soggette le stesse, i corrispondenti prezzi zionali espressi dal mercato del giorno prima, la valorizzazione *pro tempore vigente* del gas naturale e delle emissioni e gli standard tecnici (consumo specifico standard, standard di emissione e smaltimento standard) indicati nei precedenti punti. L'approccio descritto consente di semplificare la determinazione del valore della componente, prescindendo dalla localizzazione della capacità e dalle condotte adottate dai titolari della stessa. L'opportunità di definire una metodologia specifica rispetto a quanto previsto dalla deliberazione 111 deriva dalla scelta di definire il prezzo di esercizio sulla base di un'unità di produzione ipotetica, mentre la disciplina della deliberazione 111 è applicata a singole unità reali.

- 2.25 La componente altri oneri e rischi sarebbe pari a 15 euro/MWh e terrebbe conto in modo forfetario degli oneri e rischi diversi da quelli valorizzati con le altre componenti, ivi inclusi, tra gli altri:
- a) quelli segnalati dai partecipanti alla consultazione 713/2016/R/eel, per la parte che non è già in altro modo remunerata;
 - b) il rischio che l'onere per il dispacciamento possa risultare superiore al valore standard della componente dispacciamento, a causa, ad esempio, della localizzazione della capacità di produzione;
 - c) i rischi connessi all'eventualità che, nel corso del periodo compreso tra la procedura concorsuale e la fine del periodo di consegna, la metodologia di determinazione possa subire delle modifiche inattese.
- 2.26 Applicando la metodologia di determinazione sopra descritta, il prezzo di esercizio avrebbe assunto un valore pari a circa 125 euro/MWh nel mese di giugno del corrente anno.
- 2.27 L'eventualità che, nel periodo compreso tra l'asta e la fine del periodo di consegna, la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio possa subire delle modifiche non prevedibili al momento dello svolgimento della procedura concorsuale è pressoché inevitabile nella misura in cui, a titolo esemplificativo e non esaustivo, è possibile che:
- a) in tale momento, non siano ancora noti i criteri per il calcolo del prezzo di valorizzazione delle quote di emissione;
 - b) sia necessario adattare detti criteri per il venir meno di una delle quotazioni di riferimento;
 - c) le modalità di valorizzazione del gas naturale siano oggetto di riforma.
- 2.28 Al fine di minimizzare i rischi connessi al fatto che, in data successiva al momento di svolgimento delle procedure concorsuali relative a un determinato periodo di consegna, siano apportate modifiche alla metodologia di calcolo del prezzo di esercizio del medesimo periodo (o parte di esso), potrebbe essere

previsto che:

- a) la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio sia definita e modificata direttamente dall'Autorità;
- b) nello svolgimento dell'attività di cui alla precedente lettera a), l'Autorità sia vincolata al rispetto sia del principio di esclusione di applicazione retroattiva delle modifiche, sia del principio in base al quale, con riferimento ai periodi di consegna oggetto di procedura concorsuale svolta anteriormente al momento di adozione del provvedimento di modifica, il prezzo di esercizio sia comunque rappresentativo del costo variabile della tecnologia di produzione che, sino ad allora, è stata individuata quale tecnologia di punta;
- c) eventuali modifiche che attengano alla tecnologia di punta da considerare ai fini della determinazione del prezzo di esercizio (ad esempio, a causa dell'evoluzione tecnologica) possano essere applicate con riferimento a periodi di consegna oggetto di procedure concorsuali svolte successivamente al momento di adozione del provvedimento di modifica.

Q4. Si condivide l'approccio descritto sopra in merito alla metodologia di determinazione del prezzo di esercizio? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

3. Parametri tecnico-economici delle curve di domanda del mercato della capacità

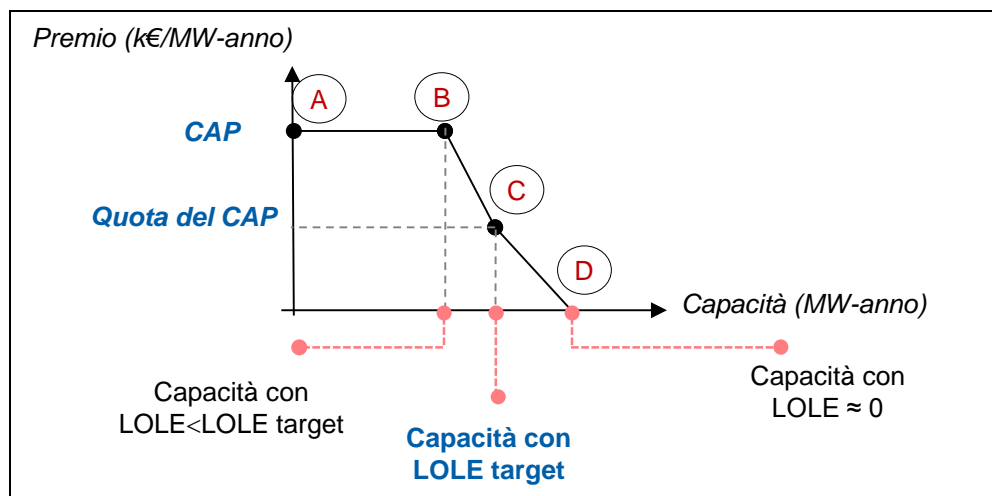
Criteri per la determinazione delle curve di domanda

- 3.1 Terna ha recentemente consultato una semplificazione della metodologia per la costruzione delle curve di domanda del mercato della capacità.
- 3.2 In particolare, Terna ha proposto di costruire le curve di domanda, per ciascuna area, come interpolazione lineare di quattro punti (*A*, *B*, *C* e *D*). Sull'asse delle ascisse, Terna definirebbe, per ciascuna area, il livello di capacità corrispondente a determinati livelli di adeguatezza definiti *ex ante* e misurati come “*probabilità di disconnessione del carico dovuta a carenza di risorse o di capacità di transito in termini di ore/anno (LOLE)*”². Sull'asse delle ordinate sarebbe rappresentata la volontà a pagare del sistema elettrico e, quindi, il premio (in euro/MW/anno) da riconoscere alle risorse selezionate, attraverso il meccanismo competitivo, in corrispondenza dei predetti livelli di adeguatezza.

² Il parametro *Loss of Load Expectation* (di seguito: *LOLE*) rappresenta il numero atteso di ore all'anno nelle quali la capacità di produzione disponibile non è tale da soddisfare strutturalmente la somma dei consumi e dei margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati livelli di sicurezza e di qualità del servizio.

- 3.3 La Figura 1 illustra i diversi punti di ciascuna curva del mercato della capacità:
- il punto *A* sarebbe caratterizzato da un'ordinata pari al valore massimo del premio e da un'ascissa - in termini di capacità - pari a zero;
 - il punto *D* sarebbe contraddistinto da un'ordinata - in termini di premio - pari a zero e da un'ascissa rappresentativa della capacità in corrispondenza della quale il parametro *LOLE* assumerebbe un valore prossimo a 0;
 - il punto *C* rappresenterebbe il punto centrale della curva e sarebbe caratterizzato da un'ascissa pari alla capacità in corrispondenza della quale il parametro *LOLE* assumerebbe il valore obiettivo (adeguatezza *obiettivo*) e da un'ordinata pari a un valore intermedio tra le ordinate dei punti *A* e *D*;
 - il punto *B* sarebbe contraddistinto da un'ordinata pari al valore massimo del premio e da un'ascissa pari alla capacità in corrispondenza della quale il parametro *LOLE* assumerebbe un valore superiore al valore obiettivo, sotto il vincolo che lo scostamento tra la capacità del punto *B* e il valore obiettivo della capacità sia inferiore ad una quantità predefinita.

Figura 1: Curva di domanda del mercato della capacità basata sul parametro *LOLE*



Fonte: elaborazione su grafico di Terna.

- 3.4 I criteri per la determinazione della curva di domanda delineati nella deliberazione 98/11 non prevedono che sia preventivamente stabilito uno specifico standard di adeguatezza, essendo funzionali a individuare la volontà a pagare del consumatore sulla base del valore della capacità in corrispondenza di differenti livelli di adeguatezza del sistema. Con l'impostazione adottata con la deliberazione 98/11:
- il livello di adeguatezza in equilibrio (*i.e.* la durata dei distacchi di carico in equilibrio) costituisce un esito del mercato e dipende, lato domanda, dal valore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza (di seguito: *VOLL*) e, lato offerta, dai valori economici della capacità esistente e nuova;

b) risulta necessario che sia stabilito preventivamente il *VOLL*, ovvero il valor medio cui i carichi sono disponibili a essere distaccati a rotazione in caso di inadeguatezza, in quanto il mercato non è in condizione di esprimere autonomamente un prezzo in tale circostanza.³

- 3.5 La semplificazione proposta da Terna prevede, invece, che il livello di adeguatezza *obiettivo* sia definito *ex ante*, vale a dire prima che il mercato della capacità esprima i propri esiti. La definizione preventiva del livello obiettivo di adeguatezza presuppone la disponibilità a pagare quanto necessario per conseguire detto obiettivo, a prescindere dall'effettivo valore della capacità. Di conseguenza, come meglio esplicitato nel prosieguo, l'importo corrispondente al livello obiettivo di adeguatezza (l'ordinata del punto *C*) è fissato in funzione del costo fisso della nuova capacità di generazione di punta (cd. *Cost of New Entry*, di seguito: *CONE*), in modo da rendere possibile la realizzazione della stessa e al fine di mantenere la coerenza con un prezzo di esercizio rappresentativo del costo variabile di detta capacità.
- 3.6 Il resto della presente sezione del documento è strutturato come di seguito descritto. Nella prima parte, si fornisce un approfondimento circa la stima del valore del *CONE*. Nella seconda parte, si descrive l'orientamento dell'Autorità sui valori dei premi da associare ai punti rilevanti per la determinazione delle curve di domanda, nel caso in cui si adotti l'impostazione consultata da Terna ai fini della costruzione delle stesse. La terza parte è concentrata sulla relazione tra i parametri *CONE*, *LOLE* e *VOLL* e sui profili che rilevano per la determinazione del livello obiettivo di adeguatezza espresso in termini di *LOLE*.

CONE

- 3.7 Il *CONE* è definito come il costo fisso totale – pari alla somma dei costi fissi per la quota di ammortamento e per la remunerazione del capitale investito e degli altri costi fissi operativi - della tecnologia di generazione elettrica, fra quelle incluse nel parco ottimo, cui corrisponde il più basso costo fisso annuo standard per MW.
- 3.8 La stima del *CONE* è affetta da un certo grado di incertezza dovuto, tra le altre cose:
- alle caratteristiche del sito in cui sarà localizzato l'ipotetico investimento, che potrebbero incidere notevolmente sui costi di realizzazione della capacità;
 - alla difficoltà nel reperire offerte complete e definitive dai principali costruttori sulla base di un progetto di investimento puramente ipotetico;
 - alle assunzioni relative al tasso di remunerazione del capitale, che dipendono dalla rischiosità dello specifico investimento.

³ I carichi inflessibili, che rappresentano una quota rilevante dei carichi totali, non esprimono alcun prezzo cui sono disponibili ad azzerare il consumo e non hanno alcun incentivo a farlo, dato che non risultano puntualmente misurati e controllati in tempo reale.

- 3.9 Lo studio finalizzato all'identificazione della tecnologia di punta e del relativo costo fisso, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione 98/11 e della Disciplina, ha individuato la tecnologia di punta nel turbogas a ciclo aperto di potenza compresa tra 50 e 150 MW.
- 3.10 Sulla base dei valori relativi ai costi fissi di costruzione riportati nel medesimo studio e di altre assunzioni circa gli oneri finanziari, la vita utile e i costi fissi operativi, è possibile individuare un intervallo di valori del *CONE*, compreso tra circa 55.000 euro/MW/anno e circa 75.000 euro/MW/anno.
- 3.11 La Tabella 1 mostra il dettaglio delle singole voci di costo considerate ai fini del calcolo del limite inferiore del menzionato intervallo.

Tabella 2: *CONE* (limite inferiore dell'intervallo)

Costi fissi di costruzione	euro/MW	465.000
Tasso di remunerazione del capitale	%	7,7
Vita utile	anni	25
Costi fissi per la quota di ammortamento e per la remunerazione del capitale investito*	euro/MW/anno	ca. 40.000
Altri costi fissi operativi	euro/MW/anno	15.000
Totale*	euro/MW/anno	ca. 55.000

Nota: *Importi arrotondati alle cinque migliaia di euro.

- 3.12 I costi fissi per la quota di ammortamento e per la remunerazione del capitale investito sono calcolati applicando la formula di cui all'articolo 65.15 della deliberazione 111, adottando le seguenti assunzioni:
- i costi fissi di costruzione - comprensivi di acquisto dei terreni, apparecchiature, strutture, materiali, costi di manodopera, connessione alla rete elettrica e gas etc. - sono derivati dallo studio di Terna e si riferiscono a soluzioni contraddistinte da costi fissi unitari di costruzione tra i più contenuti;
 - come tasso di remunerazione del capitale è adottato un valore inferiore rispetto a quanto previsto per gli impianti essenziali per l'anno 2017, per tenere conto del fatto che la nuova proposta di Disciplina prevede la possibilità di stipulare contratti di quindici anni per la capacità di nuova realizzazione, riducendone quindi i relativi rischi di investimento;
 - la vita utile è pari a quella proposta da Terna nella Disciplina.
- 3.13 Gli altri costi fissi operativi sono stati stimati sulla base di dati acquisiti

dall’Autorità sugli impianti di produzione nell’ambito della propria attività di regolazione e monitoraggio.⁴

- 3.14 Il limite superiore dell’intervallo del *CONE* corrisponde al valore massimo del premio indicato nel documento per la consultazione 713/2016/R/eel. Rispetto a quanto ipotizzato nel menzionato documento, si ritiene opportuno, come sopra accennato, ridurre il tasso di remunerazione al valore indicato nella Tabella 1, per tenere conto dell’effetto di contenimento dei rischi connesso alla possibilità di stipulare contratti con periodo di consegna di quindici anni in caso di capacità di nuova realizzazione. Malgrado la modifica dell’ipotesi relativa al tasso di remunerazione del capitale investito, tuttavia, si conferma il valore del limite superiore del *CONE* indicato nel documento per la consultazione 713/2016/R/eel – invece che ridurlo -, in modo da considerare che, nel corso della medesima consultazione, è stato segnalato che il valore massimo del premio oggetto di consultazione avrebbe potuto essere insufficiente ad attivare processi di investimento in nuova capacità di punta.

Valore dei premi associati ai diversi punti della curva di domanda

- 3.15 Nel caso in cui si adotti l’impostazione consultata da Terna ai fini della costruzione delle curve di domanda, l’orientamento dell’Autorità è quello di associare i seguenti importi alle ordinate dei punti rilevanti per la determinazione delle curve di domanda:
- per i punti *A* e *B*, 75.000 euro/MW/anno, pari al limite superiore dell’intervallo di *CONE* precedentemente descritto;
 - per il punto *C*, 55.000 euro/MW/anno, pari al limite inferiore dell’intervallo di *CONE* precedentemente descritto;
 - per il punto *D*, 0 euro/MW/anno.
- 3.16 Per quanto riguarda, in particolare, il punto *C* – il punto centrale di ciascuna curva di domanda - è necessario che il premio associato allo stesso sia almeno pari al *CONE*, affinché il sistema del mercato della capacità possa conseguire il livello obiettivo di adeguatezza espresso in termini di *LOLE*. Questa condizione è legata al fatto che, con un prezzo di esercizio pari al costo variabile della tecnologia produttiva di punta, la rendita futura attesa sui mercati dell’energia e dei servizi della nuova capacità caratterizzata da tale tecnologia è pressoché nulla.
- 3.17 Al punto *C* è associata un’ordinata pari al limite inferiore dell’intervallo di *CONE* precedentemente descritto, in quanto si intende minimizzare l’onere dovuto al riconoscimento dei premi per il perseguimento del livello obiettivo di adeguatezza.

Q5. Si condivide la metodologia utilizzata per la definizione dei valori dei premi

⁴ Per i dettagli sulle voci incluse tra gli altri costi fissi operativi, si veda il documento per la consultazione 713/2016/R/eel.

corrispondenti ai diversi punti della curva di domanda? In caso di risposta negativa, si prega di motivare, fornendo – ove disponibili - informazioni quantitative a supporto delle controdeduzioni.

LOLE obiettivo e relazione con gli altri parametri

3.18 In equilibrio, la durata dei distacchi di carico in un mercato di tipo *energy only* perfettamente concorrenziale è pari al valore del parametro *LOLE* che rispetta la seguente condizione:

$$LOLE = CONE / (VOLL - VC_{peak}) \quad (1)$$

dove:

- *LOLE* rappresenta la durata - espressa in ore/periodo - dei distacchi di carico nel periodo di riferimento, nella zona del mercato elettrico considerata;
- *CONE* è il costo fisso unitario - espresso in euro/MW/periodo - della tecnologia produttiva di punta nel periodo di riferimento;
- *VOLL* rappresenta il valore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza - espresso in euro/MWh - nel periodo di riferimento;
- *VC_{peak}* è il costo variabile - espresso in euro/MWh - della tecnologia produttiva di punta nel periodo di riferimento.

3.19 Dalla condizione di equilibrio (1) si evince, tra l'altro, che:

- la durata dei distacchi di carico in equilibrio (*LOLE*) in ciascuna zona in cui è suddiviso il mercato elettrico assume un valore diverso da zero per qualsiasi valore positivo di costo fisso unitario della tecnologia produttiva di punta (potrebbe essere nullo soltanto nel caso irrealistico che il *VOLL* assumesse un valore pari a infinito);
- in altri termini, l'equilibrio di un mercato *energy only* implica un certo numero di ore di distacco di carico in cui il mercato a pronti evidenzia un prezzo di equilibrio pari al *VOLL*;
- nei mercati di tipo *energy only*, la durata dei distacchi di carico in equilibrio (*LOLE*) dipende dal livello del *VOLL*.

3.20 Nel caso in cui si adotti l'impostazione consultata da Terna ai fini della costruzione delle curve di domanda, occorre che, in sede di scelta del livello obiettivo di adeguatezza in termini di *LOLE*, sia selezionato un valore che, in base alla condizione di equilibrio (1), sia compatibile con il *VOLL*, dati il *CONE* corrispondente al livello obiettivo di adeguatezza e il costo variabile della tecnologia di produzione di punta. In particolare, al fine di escludere il caso di approvvigionamento eccessivo di capacità, la sopra menzionata compatibilità richiede che il livello obiettivo di adeguatezza sia non inferiore al *LOLE* derivante dall'equazione (1), applicando il *VOLL*, o che, specularmente, il *VOLL* derivante dall'equazione (1), applicando il *LOLE* obiettivo, sia non superiore al valore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza.

3.21 Ipotizzando il valore del *CONE* in corrispondenza del livello obiettivo di adeguatezza e il costo variabile della tecnologia di produzione di punta, la Tabella 3 mostra tre diverse combinazioni di *LOLE* e *VOLL* che, oltre a soddisfare la condizione (1), escludono l'approvvigionamento eccessivo di capacità, in quanto risultano compatibili con il valore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza in Italia:

- a) il *LOLE* corrispondente al *VOLL* pari al vigente limite di prezzo sui mercati dell'energia e dei servizi (3.000 euro/MWh);
- b) il *VOLL* corrispondente al *LOLE* pari a 3 ore/anno, che, tra l'altro, rappresenta il livello minimo di adeguatezza per i sistemi elettrici della Francia e del Regno Unito e che costituisce un riferimento nell'ambito delle analisi europee di adeguatezza;
- c) il *LOLE* corrispondente al *VOLL* applicato in Francia (26.000 euro/MW/anno).

Tabella 3: Combinazioni di *LOLE* e *VOLL* in equilibrio*

	19,1	3.000	
<i>LOLE</i> (ore/anno)	3,0	18.500	<i>VOLL</i> (euro/MWh)
	2,1	26.000	

Nota: *Si ipotizza che *CONE* e VC_{peak} siano rispettivamente pari a 55.000 euro/MW/anno e 125 euro/MWh.

4. Strumenti per la gestione del rischio di esercizio del potere di mercato in fase di avvio del mercato della capacità

4.1 Nel corso degli ultimi mesi, Terna ha segnalato al Ministero dello Sviluppo Economico e all'Autorità che, nell'estate 2017, come già accaduto nello scorso inverno, il sistema elettrico potrebbe correre il rischio di incorrere in margini di riserva negativi, sotto specifiche condizioni di temperatura, produzione da fonti rinnovabili e disponibilità di risorse idriche. Queste segnalazioni sembrano indicare che la fase di eccesso di offerta di capacità ai fini dell'adeguatezza potrebbe essere stata superata.

4.2 Gli ultimi elementi emersi circa gli scenari di adeguatezza nel breve termine potrebbero avere un rilevante impatto sul grado di concorrenzialità atteso nelle prime aste del mercato della capacità, al punto da rendere possibili esiti caratterizzati da esercizio di potere di mercato da parte dei titolari di capacità esistente, a causa dell'assenza di sufficiente pressione competitiva esercitata dalla capacità di nuova realizzazione.

- 4.3 Nelle condizioni esplicitate ai precedenti alinea, lo svolgimento delle procedure concorsuali della fase di prima attuazione potrebbe risultare critico a causa del rischio concreto che l'onere connesso al riconoscimento dei premi risulti particolarmente elevato, pur in presenza di un parco di generazione sostanzialmente invariato (per il limitato contributo atteso della capacità nuova).
- 4.4 Per l'implementazione della fase di prima attuazione, sarebbe necessario, pertanto, adottare misure volte a prevenire gli effetti dell'esercizio del potere di mercato da parte dei titolari della capacità esistente, al fine di proteggere il consumatore finale, anche a costo di causare una riduzione della partecipazione attiva della capacità esistente.
- 4.5 Inoltre, per la medesima finalità, sarebbe opportuno procedere con cautela anche all'avvio della fase di piena attuazione, in considerazione delle difficoltà a stimare la pressione competitiva che la capacità nuova sarà in grado di esercitare. Detta pressione dipende da molteplici variabili, alcune delle quali esterne al sistema del mercato della capacità, quali, ad esempio, il livello delle barriere amministrative rappresentate dai processi autorizzativi. Inoltre, laddove la concorrenza potenziale dipende da parametri del sistema del mercato della capacità, come la durata del periodo di pianificazione e del periodo di consegna e il valore massimo del premio per la capacità nuova, la reale efficacia delle scelte effettuate su detti parametri rispetto all'attivazione degli investimenti in nuova capacità può essere valutata soltanto a valle delle prime aste.
- 4.6 Alla luce di quanto sopra, sarebbe opportuno, nelle aste della fase di prima attuazione e almeno nella prima asta madre della fase di piena attuazione, differenziare il valore massimo del premio per la capacità esistente dal valore massimo del premio per la capacità nuova, adottando specifici accorgimenti volti a tenere conto del graduale incremento del periodo di pianificazione.
- 4.7 Nelle aste madri della fase di prima attuazione caratterizzate da un periodo di pianificazione inferiore a tre anni e nelle relative aste di aggiustamento (vale a dire le aste di aggiustamento con periodo di consegna corrispondente al periodo di consegna dell'asta madre), sarebbe opportuno applicare un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova pari a 75.000 euro/MW/anno e un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente pari a 20.000 euro/MW/anno. In base a questa impostazione, alla capacità esistente sarebbe riconosciuto un premio non superiore al valore massimo riconoscibile alla stessa, anche nel caso in cui l'offerta marginale accettata fosse un'offerta per capacità nuova presentata a un valore compreso tra il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente e il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova. Il valore massimo del premio applicato alla capacità esistente, dunque, costituirebbe un puro *cap* (a differenza del concetto di *bid cap* che è introdotto nel prosieguo).
- 4.8 L'applicazione di un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente nelle aste della fase di prima attuazione contraddistinte da un ridotto periodo di pianificazione (cfr. punto precedente) sarebbe volta a:
- a) tenere conto della pressoché inesistente pressione competitiva della capacità nuova;

- b) evitare che siano commessi azzardi morali in termini di assunzione di impegni a realizzare capacità nuova entro termini impraticabili. Questi azzardi potrebbero, ad esempio, essere commessi dai titolari di capacità esistente, al fine di ottenere un maggior premio per la capacità esistente del proprio parco.
- 4.9 Nelle aste madri della fase di prima attuazione contraddistinte da un periodo di pianificazione non inferiore a tre anni e nelle relative aste di aggiustamento, sarebbe opportuno applicare un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova ed esistente pari a 75.000 euro/MW/anno e un valore massimo del premio che può essere offerto con riferimento alla capacità esistente (di seguito anche: *bid cap*) pari a 20.000 euro/MW/anno. Alla capacità esistente sarebbe così riconosciuto un premio superiore al *bid cap* e pari al premio marginale soltanto nel caso in cui l'offerta marginale accettata fosse un'offerta per capacità nuova presentata a un valore compreso tra il *bid cap* e il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità. In caso contrario, in assenza di offerte per capacità nuova presentate e accettate a un valore compreso tra il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità e il *bid cap*, alla capacità esistente non potrebbe essere riconosciuto un premio superiore al *bid cap*, anche nel caso in cui la curva di offerta di capacità non intersecasse la curva di domanda.
- 4.10 Nel caso di assenza di offerte per capacità nuova presentate e accettate a un valore compreso tra il *bid cap* e il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità, la differenziazione dei valori massimi con applicazione di un *bid cap* nei termini sopra descritti avrebbe l'obiettivo di consentire l'operatività della capacità esistente eventualmente contrattualizzata, senza assicurare la copertura dei costi affondati della medesima capacità.
- 4.11 Nell'ambito della prima asta madre della fase di piena attuazione, sarebbe opportuno applicare un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova ed esistente pari a 75.000 euro/MW/anno e un *bid cap* per la capacità esistente pari a 20.000 euro/MW/anno.
- 4.12 L'importo di 20.000 euro/MW/anno, adottato come puro *cap* nel caso di cui al punto 4.7 e come *bid cap* nei casi di cui ai punti 4.9 e 4.11, è allineato ai costi fissi operativi annui per MW (esclusa la quota di ammortamento) della capacità esistente di generazione di tipo ciclo combinato caratterizzata dal livello più contenuto dei menzionati costi. Questa impostazione consentirebbe:
- a) di riferirsi alla tipologia di tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco di generazione esistente;
 - b) di indurre azioni di contenimento dei costi da parte dei titolari di capacità esistente;
 - c) di agevolare la partecipazione attiva di capacità esistente contraddistinta da rendite attese sui mercati dell'energia e sul mercato dei servizi nulle o insignificanti, nella misura in cui, in sede di determinazione dell'importo del *bid cap* e del puro *cap* per la capacità esistente, i costi fissi rilevanti non sarebbero ridotti di una stima delle rendite attese sui menzionati mercati;
 - d) sulla base delle informazioni allo stato disponibili, di proseguire l'operatività anche di capacità esistente che risulta, contestualmente, caratterizzata da tecnologie diverse dal ciclo combinato e necessaria per l'adeguatezza.

- 4.13 Come possibile variante della struttura dei valori massimi del premio descritta ai precedenti punti, si potrebbe altresì immaginare di utilizzare l'esito della prima asta madre della fase di piena attuazione come uno dei riferimenti per la determinazione del valore massimo del premio per la capacità esistente nelle aste della fase di prima attuazione eventualmente svolte successivamente. Ciò consentirebbe di trasferire, almeno in parte, gli effetti della maggior concorrenza potenziale della fase di piena attuazione sulle aste della fase di prima attuazione. In particolare, la variante potrebbe essere impostata utilizzando, nei diversi casi sopra descritti, in luogo del valore massimo pari a 20.000 euro/MW/anno, il minor valore tra 20.000 euro/MW/anno e il premio marginale espresso dalla prima asta madre della fase di piena attuazione.

Q6. Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito alle misure di contenimento dell'esercizio del potere di mercato nelle prime aste del mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

5. Gradualità nell'implementazione del mercato della capacità con riferimento al prezzo di esercizio e agli altri parametri da esso dipendenti

- 5.1 Dalla consultazione 713/2016/R/eel è emerso che diversi operatori – soprattutto quelli caratterizzati da un parco di generazione limitato e/o poco differenziato – associano al mercato della capacità rischi specifici. In particolare, in caso di mancata partecipazione attiva o di mancata accettazione dell'offerta presentata, è percepito il rischio che la propria capacità esistente possa risultare nel novero della capacità in eccesso destinata all'uscita dal settore. Viceversa, in caso di offerta formulata in modo da essere ragionevolmente certi di essere accettati (es. a premio pari a zero), è percepito il rischio che si possa delineare uno scenario in cui, a fronte di un premio marginale inferiore a quanto considerato sufficiente, si assumano impegni eccessivamente gravosi, perdendo la possibilità di ottenere rendite sui mercati dell'energia e dei servizi mediante offerte a prezzo superiore al costo variabile della tecnologia di generazione di punta.
- 5.2 Per agevolare la gestione dei rischi sopra descritti, potrebbe essere opportuno definire un percorso di implementazione graduale del mercato della capacità, attraverso la modifica della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio e di altri parametri da esso dipendenti.
- 5.3 A tal fine, nelle aste madri della fase di prima attuazione caratterizzate da un periodo di pianificazione inferiore a tre anni e nelle relative aste di aggiustamento, il prezzo di esercizio potrebbe essere pari al *doppio* del costo variabile della tecnologia di generazione di punta e, parallelamente, le ordinate dei punti A, B e C delle curve di domanda potrebbero essere pari alla *metà* di quanto indicato al paragrafo 3.15.
- 5.4 Nelle aste madri della fase di prima attuazione caratterizzate da un periodo di pianificazione non inferiore a tre anni e nelle relative aste di aggiustamento, il prezzo di esercizio potrebbe essere pari a *tre mezzi* del costo variabile della

tecnologia di generazione di punta e, parallelamente, le ordinate dei punti *A*, *B* e *C* delle curve di domanda potrebbero essere pari a *due terzi* di quanto indicato al paragrafo 3.15.

- 5.5 Nella prima asta madre della fase di piena attuazione e nelle aste successive della medesima fase, il prezzo di esercizio sarebbe pari al costo variabile della tecnologia di generazione di punta e, parallelamente, le ordinate dei punti *A*, *B* e *C* delle curve di domanda sarebbero pari a quanto indicato al paragrafo 3.15.
- 5.6 Nelle aste della fase di prima attuazione, a fronte dell'incremento del prezzo di esercizio rispetto al costo variabile della tecnologia di generazione di punta, le ordinate dei punti *A*, *B* e *C* delle curve di domanda, che – come evidenziato in precedenza - dipendono dal *CONE*, sarebbero ridotte per considerare, in termini convenzionali, il fatto che l'operatore che intende realizzare capacità nuova, agendo in una prospettiva di lungo periodo, è nelle condizioni di adottare scelte strategiche (es. in tema di localizzazione) tali da conseguire rendite sui mercati dell'energia e dei servizi.
- 5.7 Invece, nelle aste della fase di prima attuazione, il valore del *bid cap* e il valore massimo del premio che può essere riconosciuto alla capacità esistente nelle aste madri con periodo di pianificazione inferiore a tre anni e nelle relative aste di aggiustamento non sarebbero ridotti per effetto dell'applicazione di un prezzo di esercizio superiore al costo variabile della tecnologia di generazione di punta. Questo orientamento, che è fondato sull'ipotesi che, per la capacità esistente, le rendite attese sui mercati dell'energia e sul mercato dei servizi non si modifichino sostanzialmente all'aumentare del prezzo di esercizio, è volto ad agevolare la partecipazione attiva della capacità esistente per la quale detta ipotesi risulta verificata.

<p><i>Q7</i>. Si ritiene che sia opportuna l'adozione della sopra descritta modalità di applicazione graduale del mercato della capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.</p>

6. Chiarimenti in merito alle modifiche all'articolazione dei prezzi di riferimento illustrata nel documento per la consultazione 713/2016/R/eel

- 6.1 In esito alla proposta di modifica all'articolazione dei prezzi di riferimento presentata dall'Autorità nel documento per la consultazione 713/2016/R/eel, è emersa la necessità di chiarire le modalità di trattamento, ai fini dell'applicazione del corrispettivo variabile del mercato della capacità, della quota parte di capacità impegnata accettata in vendita sul mercato infragiornaliero (di seguito: MI).
- 6.2 Come illustrato nel citato documento per la consultazione, la finalità con cui è strutturata l'articolazione dei prezzi di riferimento non è quella di penalizzare un operatore che si è visto accettare un'offerta in vendita sul MI, ma che, al contempo, abbia reso disponibile tutta la propria capacità impegnata a un prezzo non superiore al prezzo di esercizio sia nel mercato del giorno prima (di seguito:

MGP) sia nel mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD).

- 6.3 In particolare, ai fini dell'adeguatezza, la capacità offerta in vendita sul MI è assimilabile a capacità offerta in vendita sul MGP. Si ritiene, quindi, opportuno chiarire che il prezzo di riferimento applicato alla quota parte di capacità impegnata accettata in vendita sul MI sia rappresentato dal prezzo che si è realizzato nel MGP nella medesima zona di mercato.
- 6.4 Nel riquadro seguente si fornisce – sotto forma di testo sostitutivo del testo vigente dell'articolo 8 della deliberazione 98/11 - la nuova articolazione dei prezzi di riferimento, proposta dall'Autorità con la finalità di chiarire le modalità di trattamento, ai fini dell'applicazione del corrispettivo variabile del mercato della capacità, della quota parte di capacità impegnata accettata in vendita sul MI.

Articolo 8

Prezzo di riferimento

8.1 Ciascun contratto standard di approvvigionamento di capacità prevede un prezzo di riferimento pari a:

- a) per la parte di capacità impegnata che è stata accettata in vendita sui mercati dell'energia, il prezzo del MGP nella zona che include il luogo di consegna di cui all'Articolo 6, comma 6.2, lettera c);
- b) per la parte di capacità impegnata che è stata presentata ma non accettata sui mercati dell'energia, o che non è stata presentata in vendita sui mercati dell'energia e che è stata presentata in vendita sul MSD per Minimo o Altri Servizi – ai sensi del capitolo 4 del Codice di Rete - a un prezzo non superiore al prezzo di esercizio di cui all'Articolo 9, il prezzo massimo tra il prezzo del MGP nella zona che include il luogo di consegna di cui all'articolo 6, comma 6.2, lettera c) e il prezzo di esercizio di cui all'Articolo 9;
- c) per la parte di capacità impegnata che è stata presentata ma non accettata sui mercati dell'energia, o che non è stata presentata in vendita sui mercati dell'energia e che è stata presentata e accettata in vendita sul MSD per Minimo o Altri Servizi – ai sensi del capitolo 4 del Codice di Rete - a un prezzo superiore al prezzo di esercizio di cui all'Articolo 9, il prezzo massimo tra il prezzo del MGP nella zona che include il luogo di consegna di cui all'articolo 6, comma 6.2, lettera c) e il prezzo della corrispondente offerta in vendita sul MSD per Minimo o Altri Servizi afferente la predetta capacità;
- d) per la parte di capacità impegnata che è stata presentata ma non accettata sui mercati dell'energia, o che non è stata presentata in vendita sui mercati dell'energia e che è stata presentata ma non accettata in vendita sul MSD per Minimo o Altri Servizi – ai sensi del capitolo 4 del Codice di Rete - a un prezzo superiore al prezzo di esercizio di cui all'Articolo 9, il prezzo massimo tra il prezzo del MGP nella zona che include il luogo di consegna di cui all'Articolo 6, comma 6.2, lettera c) e il prezzo dell'ultima offerta accettata in vendita sul MSD per Minimo o Altri Servizi nella macrozona di

bilanciamento che include la zona di consegna, escludendo le offerte accettate in vendita per Minimo o Altri Servizi unicamente a causa della specifica localizzazione o delle specifiche prestazioni dinamiche dell'unità abilitata;

- e) per la parte di capacità impegnata che è stata presentata ma non accettata in vendita sui mercati dell'energia e non è stata presentata in vendita sul MSD oppure che non è stata presentata in vendita né sui mercati dell'energia né sul MSD:
 - i) nelle ore e nelle zone in cui il sistema elettrico non è in condizioni di inadeguatezza ai sensi dell'Articolo 60bis, comma 60bis.1, della deliberazione 111, il prezzo massimo tra il prezzo del MGP nella zona che include il luogo di consegna di cui all'Articolo 6, comma 6.2, lettera c), e il prezzo dell'ultima offerta accettata in vendita sul MSD per Minimo o Altri Servizi nella macrozona di bilanciamento che include la zona di consegna, escludendo le offerte accettate in vendita per Minimo o Altri Servizi unicamente a causa della specifica localizzazione o delle specifiche prestazioni dinamiche dell'unità abilitata;
 - ii) nelle ore e nelle zone in cui il sistema elettrico è in condizioni di inadeguatezza ai sensi dell'Articolo 60bis, comma 60bis.1, della deliberazione 111, il *VENF* di cui all'Articolo 30, comma 30.5, della deliberazione 111.